



भारत का राजपत्र

The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-04022021-224924
CG-DL-E-04022021-224924

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 53]

नई दिल्ली, बुधवार, फरवरी 3, 2021/माघ 14, 1942

No. 53]

NEW DELHI, WEDNESDAY, FEBRUARY 3, 2021/MAGHA 14, 1942

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 25 अगस्त, 2020

सं.—एल—1/236/2018—केविविआ.—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36 की धारा 178 के साथ पठित धारा 61 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात, केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2019 (जिसे इसके पश्चात 'मूल विनियम' कहा गया है) का और संशोधन करने के लिए निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:—

1. संक्षिप्त नाम तथा आरंभ।

1.1 इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन तथा शर्तें) (प्रथम संशोधन) विनियम, 2020 है।

1.2 ये विनियम राजपत्र में प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे।

1.3 इन विनियमों के विनियम 21 का खण्ड(6) 1.4.2019 से लागू होगा।

2. मूल विनियम के विनियम 3 का संशोधन।

2.1 मूल विनियम के विनियम 3 के खण्ड(5) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात्, खण्ड (5क) अंतःस्थापित किया जाएगा:

"(5क) कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र की दशा में अवधि के संबंध में, 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग' या 'एयूएक्स' से इस विनियम के खण्ड(5) के अधीन सहायक ऊर्जा उपभोग के अतिरिक्त, कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के सहायक उपकरण द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है,"

2.2 मूल विनियम के विनियम 3 के खण्ड(15) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड(15क) अंतःस्थापित किया जाएगा:

“(15क) ‘उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में ‘प्रचालन की तारीख’ या ‘ओडीई’ से उत्पादन कंपनी के निदेशक स्तर से ऊपर के प्राधिकृत व्यक्ति द्वारा सम्यक् रूप से हस्ताक्षरित प्रबंधन प्रमाणपत्र के माध्यम से प्रमाणित लागू सभी तकनीकी तथा पर्यावरणीय मानकों को पूरा करने के बाद प्रयुक्त उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की तारीख अभिप्रेत है;”

2.3 मूल विनियम के विनियम 3 के खण्ड(20) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड(20क), अंतःस्थापित किया जाएगा:

‘(20क) “उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली” से पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों की पूर्ति के लिए कोयला या लिंग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र या उसकी यूनिट में संस्थापित किए जाने वाले अपेक्षित उपकरण या युक्तियों का सेट अभिप्रेत है;”

2.4 मूल विनियम के विनियम 3 के खण्ड(47) में, अंत में आने वाले ‘मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग’ शब्दों के स्थान पर ‘सहायक ऊर्जा उपभोग तथा इन विनियमों के अनुसार उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग’ शब्द रखे जाएंगे।

2.5 मूल विनियम के विनियम 3 के खण्ड(48) के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा:

“(48) दी गई अवधि के लिए थर्मल उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट के संबंध में ‘संयत्र भार घटक’ या (पीएलएफ) से उस अवधि में संस्थापित क्षमता की तत्स्थानी ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त अवधि के दौरान अनुसूचित उत्पादन की तत्स्थानी कुल भेजी गई ऊर्जा अभिप्रेत है और इसे निम्नलिखित फार्मूला के अनुसार संगणित किया जाएगा:

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{SG_i}{[N \times IC_{ix} (100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

जहाँ,

आईसी	=	मेगावाट में उत्पादन केन्द्र या यूनिट की संस्थापित क्षमता
एसजीआई	=	अवधि की i^{th} टाइमब्लॉक के लिए मेगावाट में अनुसूचित उत्पादन
एन	=	अवधि के दौरान टाइमब्लॉक की संख्या
एयूएक्स _n	=	सकल ऊर्जा उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग, और
एयूएक्स _{en}	=	सकल ऊर्जा उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में, जहाँ लागू हो, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग।”

3. मूल विनियम के विनियम 8 का संशोधन।

3.1 मूल विनियम के विनियम 8 के खण्ड (1) में, ‘उत्पादन केन्द्र’ शब्दों के बाद और ‘किया जा सकेगा’ शब्दों से पूर्व पहली पंक्ति में ‘और उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली, जहाँ लागू हो’ शब्द अंतःस्थापित किए जाएंगे’;

3.2 मूल विनियम के विनियम 8 के खण्ड (4) में, ‘उत्पादन कंपनी के बोर्ड द्वारा पूर्णता प्रमाणपत्र प्रस्तुत करने के उपरांत शब्दों के स्थान पर ‘इन विनियमों के विनियम 9 के खण्ड (1) के चतुर्थ परन्तुक के अधीन फाइल किए गए आवेदन के अनुसार’ शब्द रखे जाएंगे।

4. मूल विनियम के विनियम 9 का संशोधन।

4.1 मूल विनियम के विनियम 9 के खण्ड(1) के अधीन निम्नलिखित एक नया परन्तुक, अर्थात्, चतुर्थ परन्तुक जोड़ा जाएगा:

“परन्तु यह कि उत्पादन कंपनी इस प्रकार के उत्सर्जन के प्रचालन की तारीख से 60 दिनों तक इन विनियमों के अनुसार कोयला या लिंग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र में संस्थापित उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए अनुपूरक टैरिफ के अवधारण के लिए आवेदन फाइल करेगी।”

5. मूल विनियम के विनियम 14 का संशोधन।

5.1 मूल विनियम के विनियम 14 के खण्ड (2) में, ‘अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार’ शब्दों के स्थान पर ‘अनुपूरक क्षमता प्रभारों को शामिल करते हुए अनुपूरक टैरिफ’ शब्द रखे जाएंगे।

6. मूल विनियम के विनियम 15 का संशोधन।

6.1 मूल विनियम के विनियम 15 के विद्यमान खण्ड को खण्ड(1) के रूप में पुनः संख्यांकित किया जाएगा:

6.2 मूल विनियम के विनियम 15 के पुनः संख्यांकित खण्ड के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड(2) जोड़ा जाएगा:

”(2) अनुपूरक क्षमता प्रभार : अनुपूरक क्षमता प्रभार उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए वार्षिक नियत लागत के आधार पर व्युत्पन्न किए जाएंगे। उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए वार्षिक नियत लागत में इस विनियम के खण्ड(1) उपखण्ड (क) से (ड) में यथा सूचीबद्ध संघटकों को शामिल किया जाएगा।”

7. मूल विनियम के विनियम 16 का संशोधन।

7.1 मूल विनियम के विनियम 16 के दूसरे परन्तुक में 'द्वारा' शब्द के पश्चात "मूल विनियम के विनियम 43 के अनुसार" शब्द अंतःस्थापित किए जाएंगे।

8. मूल विनियम के विनियम 18 का संशोधन।

8.1 मूल विनियम के विनियम 18 के खण्ड(5) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड(6) जोड़ा जाएगा:

”(6) टैरिफ अवधि के दौरान उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए उपगत ऐसा कोई व्यय, जिसे अनुपूरक टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूँजी व्यय के रूप में आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकेगा, इस विनियम के खण्ड(1) में विनिर्दिष्ट रीति से सर्विस किया जाएगा।”

9. मूल विनियम के विनियम 21 का संशोधन।

9.1 मूल विनियम के विनियम 21 के खण्ड(5) में 'या संपूर्ण या तो भाग पर समग्रता में' शब्दों को 'या समग्रता में या भाग में' शब्दों से प्रतिस्थापित किया जाएगा।

9.2 मूल विनियम के विनियम 21 के खण्ड(5) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड(6) जोड़ा जाएगा:

”(6) इस विनियम के खण्ड (4) और (5) के प्रयोजन के लिए, वास्तविक ऋण और मानकीय ऋण संबंधी आईडीसी पर इन विनियमों के विनियम 19 के खण्ड(2) के उपखण्ड(ख) के अनुसार विचार किया जाएगा।”

10. मूल विनियम के विनियम 23 का संशोधन।

10.1 मूल विनियम के विनियम 23 के परन्तुक (ii) के बाद निम्नलिखित एक नया परन्तुक अर्थात् परन्तुक (iii) जोड़ा जाएगा:

”(iii) जहां उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली स्थापित किया गया है, वहां यथास्थिति कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र के लिए इस विनियम में विनिर्दिष्ट आरंभिक फालतू पुर्जे के मानदण्ड, लागू होंगे।”

11. मूल विनियम के विनियम 29 का संशोधन।

11.1 मूल विनियम के विनियम 29 के खण्ड (4) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड (5) जोड़ा जाएगा:

”(5) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण गैर डिस्चार्ज देयता, यदि कोई है, प्रज्ञावान जांच के अध्यधीन डिस्चार्ज किए गए वर्ष के दौरान अतिरिक्त पूँजी व्यय के रूप में अनुज्ञात की जाएगी।”

12. मूल विनियम के विनियम 30 का संशोधन।

12.1 मूल विनियम के विनियम 30 के खण्ड(2) के अधीन प्रथम परन्तुक के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा:

”परन्तु कि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण अतिरिक्त पूँजीकरण को छोड़कर मूल कार्यक्षेत्र के आगे कटऑफ तारीख के बाद अतिरिक्त पूँजीकरण की बाबत इक्विटी पर रिटर्न उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली के वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर व्याज की भारित औसत दर पर संगणित किया जाएगा या उत्पादन केन्द्र अथवा पारेषण प्रणाली के वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो की अनुपस्थिति में, यथास्थिति उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञापितारी, व्याज की भारित औसत दर पर समग्र रूप से 14% की सीमा के रहते हुए विचार किया जाएगा।”

12.2 मूल विनियम के विनियम 30 के खण्ड(2) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड(3) जोड़ा जाएगा:

”(3) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण अतिरिक्त पूँजीकरण की बाबत में इक्विटी पर रिटर्न उस वर्ष की पहली अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की ऋण दर की एक वर्ष की सीमांत लागत की बेस दर (एमसीएलआर) पर संगणित किया जाएगा, जिसमें प्रचालन की तारीख (ओडीई) 14% की सीमा के अधीन रहते हुए +(प्लस) 350 बेसिस प्वाइट होती है।”

13. मूल विनियम के विनियम 32 का संशोधन।

13.1 मूल विनियम के विनियम 32 के खण्ड(5) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड अर्थात् खण्ड(5क) अंतःस्थापित किया जाएगा:

“(5क) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संस्थापन के लिए ऋण पर ब्याज की दर उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की वास्तविक ऋण पोर्टफोलियों की ब्याज की भारित औसत दर होगी या वास्तविक ऋण पोर्टफोलियों की अनुपस्थिति में, उत्पादन कंपनी की ब्याज की भारित औसत दर पर समग्र रूप से विचार किया जाएगा।”

14. मूल विनियम के विनियम 33 का संशोधन।

14.1 मूल विनियम के विनियम 33 के खण्ड(8) के बाद निम्नलिखित दो नए खण्ड, अर्थात्, खण्ड(9) और (10) जोड़े जाएंगे:

“(9) जहां उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली उत्पादन केन्द्र की मूल कार्यक्षेत्र के अंदर कार्यान्वित की जाती है और उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख एक समान है वहां उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली सहित उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट का अवक्षयण इस विनियम के खण्ड(1) से (8) के अनुसार संगणित किया जाएगा।

(10) विद्यमान या नए उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का अवक्षयण जहां उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख से उत्पादन के या उसके यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख की तत्त्वानी है, उसे निम्नलिखित अवधि पर 10% की साल्वेज वेल्यू सहित स्ट्रेट लाइन पद्धति पर आधारित ऐसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की प्रचालन की तारीख से वार्षिक आधार पर संगणित किया जाएगा—

- क) 25 वर्ष यदि उत्पादन केन्द्र या उसकी यूनिट की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख को 15 वर्ष या कम के लिए प्रचालन में है; या
- ख) उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट का शेष उपयोगी जीवन + 15 वर्ष यदि उत्पादन केन्द्र या उसका यूनिट उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख को 15 वर्ष से अधिक के लिए प्रचालन में है; या
- ग) 10 वर्ष या उत्पादन कंपनी और हिताधिकारियों द्वारा पारस्परिक रूप से सहमत अवधि, जो भी अधिक हो, यदि उत्पादन केन्द्र या उसके यूनिट ने अपने उपयोगी जीवन को पूरा किया है।”

15. मूल विनियम के विनियम 34 का संशोधन।

15.1 मूल विनियम के विनियम 34 के खण्ड(क) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड(कक) अंतःस्थापित किया जाएगा:

“(कक) कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए:

- (i) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक के तत्त्वानी 20 दिनों के लिए स्टॉक हेतु चूर्ण प्रस्तर या अभिकर्मक की लागत;
- (ii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक के तत्त्वानी उत्पादन के लिए अभिकर्मक की लागत के लिए 30 दिनों के लिए अग्रिम भुगतान;
- (iii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक पर संगणित विद्युत की बिक्री के लिए अनुपूरक ऊर्जा प्रभार एवं अनुपूरक क्षमता प्रभार के 45 दिनों के समतुल्य प्राप्तियां;
- (iv) एक माह के लिए उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध प्रचालन एवं रखरखाव खर्च;
- (v) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में प्रचालन एवं रखरखाव खर्चों के 20% की दर पर स्पेयर्स का रखरखाव।”

16. मूल विनियम के विनियम 35 का संशोधन।

16.1 मूल विनियम के विनियम 35 के खण्ड (1) के उपखण्ड (6) के अधीन प्रथम परन्तुक के प्रथम वाक्य “अलग से” शब्दों के पश्चात्, “और पर्यावरण, बन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित विनिर्दिष्ट जल उपभोग के मानदण्डों पर विचार करते हुए” शब्द जोड़े जाएंगे।

16.2 मूल विनियम के विनियम 35 के खण्ड (1) के उपखण्ड (7) परन्तुक सहित के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा:

“(7) कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्र में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण प्रचालन एवं रखरखाव खर्चे प्रचालन की तारीख को स्वीकृत पूँजी व्यय (आईडीसी और आईईडीसी को छोड़कर) का 2% होगी, जिसमें 31 मार्च 2024 को समाप्त टैरिफ अवधि के दौरान 3.5% की दर पर वार्षिक रूप से वृद्धि होगी:

परन्तु यह कि जिसम या अन्य उप-उत्पादों की बिक्री से उद्भूत आय प्रचालन एवं रखरखाव खर्चों से कम हो जाएगी।”

17. मूल विनियम के अध्याय 10 के शीर्षक का संशोधन।

17.1 अध्याय 10 के शीर्षक के स्थान पर “ऊर्जा प्रभार एवं अनुपूरक ऊर्जा प्रभार के संघटक” शीर्षक रखा जाएगा।

18. मूल विनियम के विनियम 37 का संशोधन।

18.1 मूल विनियम के विनियम 37 के शीर्ष के स्थान पर “ऊर्जा प्रभार एवं अनुपूरक ऊर्जा प्रभार” रखा जाएगा।

18.2 मूल विनियम के विनियम 37 के “ऊर्जा प्रभार” शब्दों के बाद “और अनुपूरक ऊर्जा प्रभार” शब्द जोड़े जाएंगे।

19. मूल विनियम के विनियम 41 का संशोधन।

19.1 मूल विनियम के विनियम 41 के खण्ड (2) में “अलग से अधिसूचित” शब्दों के स्थान पर “इन विनियमों के विनियम 49 में यथाविनिर्दिष्ट” शब्द रखे जाएंगे।

20. मूल विनियम के अध्याय 11 के शीर्षक का संशोधन।

20.1 मूल विनियम के अध्याय 11 का शीर्षक के स्थान पर “क्षमता प्रभार, अनुपूरक क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार एवं अनुपूरक की संगणना” रखा जाएगा।

21. मूल विनियम के विनियम 42 का संशोधन।

21.1 मूल विनियम के विनियम 42 के खण्ड(2) के अधीन फार्मूले के अधीन परन्तुक में, “नवीकरण एवं आधुनिकीकरण” शब्दों के बाद “यथास्थिति उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की रक्षणा”, शब्दों को अंतःस्थापित किया जाएगा।

21.2 मूल विनियम के विनियम 42 के खण्ड(5) परन्तुक सहित उक्त खण्ड के स्थान पर निम्नलिखित किया जाएगा—

“(5) माह के लिए संयंत्र उपलब्धता घटक (“पीएफएम”) को निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार संगणित किया जाएगा:

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DCi}{[N_{xICx}(100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

जहाँ,

एयूएक्स _n	=	सकल ऊर्जा उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग;
एयूएक्स _{en}	=	सकल ऊर्जा उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में, जहाँ लागू हो, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग;
डीसीआई	=	अवधि के i^{th} दिवस के लिए अर्थात् दिन की समाप्ति के पश्चात् संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथा प्रमाणित माह या वर्ष, जैसी भी स्थिति हो, के लिए औसत घोषित क्षमता (एक्स बस मेगावाट में)
आईसी	=	उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता (मेगावाट में)
एन	=	अवधि के दौरान दिनों की संख्या

टिप्पणी: डीसी i और आईसी में वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित नहीं किए गए उत्पादन यूनिटों की क्षमता शामिल नहीं होगी। संबंधित अवधि के दौरान आईसी में परिवर्तन के मामले में, इसका औसत मूल्य लिया जाएगा।”

22. मूल विनियम में जोड़ा जाने वाला नया विनियम 42क।

22.1 मूल विनियम के विनियम 42 के बाद निम्नलिखित एक नया विनियम अर्थात् विनियम 42क जोड़ा जाएगा:

“42क. कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार की संगणना और संदायः

(1) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की नियत लागत इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट मानदण्डों पर आधारित वार्षिक आधार पर संगणित की जाएगी और अनुपूरक क्षमता प्रभारों के अधीन मासिक आधार पर वसूल की जाएगी। उत्पादन केन्द्र के लिए संदेय कुल अनुपूरक क्षमता प्रभार उत्पादन की क्षमता में आवंटन या उनके संबंधित प्रतिशतता शेयर के अनुसार इसके हिताधिकारियों द्वारा शेयर किया जाएगा। अनुपूरक क्षमता प्रभार वर्ष के दो क्षेत्रों के अधीन अर्थात् उच्च मांग अवधि (3 माह की अवधि) और कम मांग अवधि (शेष 9 माह की अवधि) के अधीन वसूल की जाएगी और दो भागों में प्रत्येक अवधि में, अर्थात्, निम्नानुसार माह के आफ पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार एवं माह के ऑफ पीक घण्टे के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार में किए जाएंगे:

वर्ष के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार (SCC_y) =

उच्च मांग अवधि के 3 माह के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार का जोड़ + कम मांग अवधि के 9 माह के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार का जोड़

(2) कलैण्डर माह के लिए थर्मल उत्पादन केन्द्र को प्रतिदेय अनुपूरक क्षमता प्रभार निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार संगणित किया जाएगा:

माह के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार (SCC_m) =

माह के पीक घण्टों के लिए (SCC_p) + माह के आफ पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार (SCC_{op})
जहां,

उच्च मांग अवधि:

$$SCC_{p1} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMP1}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right)$$

$$SCC_{p2} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMP2}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - SCCp1$$

$$SCC_{p3} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMP3}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2)\}$$

$$SCC_{op1} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMOp1}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$$

$$SCC_{op2} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMOp2}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - SCCop1$$

$$SCC_{op3} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMOp3}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2)$$

निम्न मांग अवधि:

$$SCC_{p1} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMP1}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$$

$$SCC_{p2} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMP2}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - SCCp1$$

$$SCC_{p3} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMP3}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2)$$

$$SCC_{p4} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{PAFMP4}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{3}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2 + SCCp3)$$

$$SCC_{p5} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMP5}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{5}{12}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2 + SCCp3 + SCCp4)$$

$$SCC_{p6} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{PAFMP6}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन} \\ (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{2}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2 + SCCp3 + SCCp4 + SCCp5)$$

$$SCC_{p7} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMp7}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{7}{12}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2 + SCCp3 + SCCp4 + SCCp5 + SCCp6)$$

$$SCC_{p8} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{PAFMp8}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{2}{3}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2 + SCCp3 + SCCp4 + SCCp5 + SCCp6 + SCCp7)$$

$$SCC_{p9} = \{(0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMp9}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.20 \times AFCe) \times \left(\frac{3}{4}\right)\} - (SCCp1 + SCCp2 + SCCp3 + SCCp4 + SCCp5 + SCCp6 + SCCp7 + SCCp8)$$

$$SCC_{op1} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMop1}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$$

$$SCC_{op2} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{PAFMop2}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - SCCop1$$

$$SCC_{op3} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{PAFMop3}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2)$$

$$SCC_{op4} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{PAFMop4}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{3}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3)$$

$$SCC_{op5} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMop5}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{5}{12}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4)$$

$$SCC_{op6} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{PAFMop6}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{2}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + SCCop5)$$

$$SCC_{op7} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{PAFMop7}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{7}{12}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + SCCop5 + SCCop6)$$

$$SCC_{op8} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{PAFMop8}{NAPAF}\right) \text{ अधिकतम सीमा के अध्यधीन } (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{2}{3}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + SCCop5 + SCCop6 + SCCop7)$$

$$\begin{aligned}
 SCC_{op9} = & \left\{ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op9}}{NAPAF}\right) \right. \\
 & \text{अधिकतम सीमा के} \\
 & \text{अध्यधीन} \\
 & \left. (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{3}{4}\right) \right\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + \\
 & SCCop5 + SCCop6 + SCCop7 + SCCop8)
 \end{aligned}$$

परंतु यह कि नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के कारण शटडाउन के अधीन उत्पादन केन्द्र या उसकी यूनिट के मामले में, उत्पादन कंपनी को केवल उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में ऋण पर ब्याज और ओएण्डरम व्ययों की वसूली की अनुमति होगी।

जहां,

SCC_m =	माह के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार;
SCC_p =	माह के पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार;
SCC_{op} =	माह के आफ पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार;
SCC_{pn} =	एक विशिष्ट मौसम में n^{th} माह के पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार;
SCC_{opn} =	एक विशिष्ट मौसम में n^{th} माह के आफ पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार;
$AFCe$ =	उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की वार्षिक रिथर लागत;
$PAFM_{pn}$ =	एक विशिष्ट मौसम में n^{th} माह के अंत तक पीक घण्टों के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक;
$PAFM_{opn}$ =	एक विशिष्ट मौसम में n^{th} माह के अंतिम आफ पीक घण्टों के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक;
$NAPAF$ =	मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक

(3) अवधि पीक घण्टे और आफ पीक घण्टे (यथास्थिति उच्च मांग अवधि या कम मांग अवधि) में एनएपीएफ की तुलना में कम उपलब्धि या अधिक उपलब्धि के परिणामतः अनुपूरक क्षमता प्रभार की कोई कम वसूली या अधिक वसूली अन्य अवधि के पीक घण्टे और आफ पीक घण्टों में एनएपीएफ की तुलना में कम उपलब्धि या अधिक उपलब्धि से समायोजित नहीं होगी:

परन्तु यह कि अवधि के अंदर एनएपीएफ पर आधारित व्युत्पन्न संचयी आफ पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार की वसूली में कमी की पीएफ की अधिक उपलब्धि, यदि कोई हो, द्वारा ऑफसेट करने की और उस अवधि में संचयी पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता की तदनंतर काल्पनिक अधिक वसूली की अनुमति होगी:

परन्तु यह और कि अवधि के अंदर एनएपीएफ पर आधारित व्युत्पन्न संचयी आफ पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार की वसूली में कमी की पीएफ की अधिक उपलब्धि, यदि कोई हो, द्वारा ऑफसेट करने की और उस अवधि में संचयी पीक घण्टों के लिए अनुपूरक क्षमता की तदनंतर काल्पनिक अधिक वसूली की अनुमति नहीं होगी:

(4) अनुपूरक क्षमता प्रभार और पीक घण्टे एवं आफ पीक घण्टों के प्रयोजन के लिए एक माह में पीक घण्टे और आफ पीक घण्टों के लिए मानकीय संयंत्र उपलब्धता घटक इन विनियमों के विनियम 42 के खण्ड(3) में विनिर्दिष्ट ढंग से विचार किया जाएगा। पीएफएम इन विनियम के विनियम 42 के खण्ड(5) के अनुसार निकाला जाएगा।"

23. मूल विनियम के विनियम 43 का संशोधन।

23.1 मूल विनियम के विनियम 43 के शीर्ष के अंत में "और कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों लिए अनुपूरक ऊर्जा प्रभार" शब्द जोड़े जाएंगे।

23.2 मूल विनियम के विनियम 43 के खण्ड(1) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड अर्थात् खण्ड(1क) जोड़ा जाएगा:

"(1क) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण अनुपूरक ऊर्जा प्रभार सहायक ऊर्जा उपभोग एवं अभिकर्मक उपभोग की लागत के कारण विभेदक ऊर्जा प्रभारों को कम करेगा और माह की अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर पर एक्स पावर संयंत्र आधार पर कलेण्डर माह के दौरान इस प्रकार के हिताधिकारियों को आपूर्ति की जाने वाली अनुसूचित कुल ऊर्जा के लिए प्रत्येक हिताधिकारी द्वारा प्रतिदेय होगी। माह के लिए उत्पादन कंपनी को प्रतिदेय कुल अनुपूरक ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होगा:

अनुपूरक ऊर्जा प्रभार = (रुपये/किलोवाट घण्टे में अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर) x {किलोवाट घण्टे में माह के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस)}

23.3 मूल विनियम के विनियम 43 के खण्ड (2) में, "ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर)" शब्दों के बाद "और अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर" शब्द जोड़े जाएंगे।

23.4 मूल विनियम के विनियम 43 के खण्ड (2) के उपखण्ड (क) के शीर्ष के अंत में "ईसीआर" शब्द अंतःस्थापित किए जाएंगे।

23.5 मूल विनियम के विनियम 43 के खण्ड (2) के उपखण्ड (क) के बाद निम्नलिखित एक नया उपखण्ड, अर्थात् उपखण्ड (कक), अंतःस्थापित किया जाएगा:

"(कक) कोयले एवं लिग्नाइट थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए अनुपूरक ईसीआर

अनुपूरक ईसीआर = $(\Delta ECR) + [(SRC \times LPR / 10) / (100 - (AUX_n + AUX_{en}))]$

जहां,

(ΔECR) = इन विनियमों में यथाविनिर्दिष्ट एवं संशोधित मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग सहित ईसीआर एवं $(AUX_n + AUX_{en})$ के समतुल्य उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के साथ संशोधित सहायक ऊर्जा उपभोग सहित ईसीआर के बीच अंतर;

SRC = संशोधित उत्सर्जन मानकों के कारण विनिर्दिष्ट अभिकर्मक उपभोग (in g/kWh);

LPR = उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए अभिकर्मक की भारित औसत भूमिगत कीमत (in Rs./kg)".

24. मूल विनियम के विनियम 48 का संशोधन।

24.1 मूल विनियम के विनियम 48 के खण्ड (1) में, "ऊर्जा प्रभार" शब्दों के बाद "अनुपूरक क्षमता प्रभार, अनुपूरक ऊर्जा प्रभार" शब्द अंतःस्थापित किए जाएंगे।

25. मूल विनियम के विनियम 49 का संशोधन।

25.1 मूल विनियम के विनियम 49 के खण्ड (ङ) के उपखण्ड (घ) के उप-उप-खण्ड (iv) का लोप किया जाएगा।

25.2 मूल विनियम के विनियम 49 के खण्ड(ङ) के उप-खण्ड(ङ) के बाद निम्नलिखित एक नया उप-खण्ड, अर्थात् उप-खण्ड (च) अंतःस्थापित किया जाएगा—

"(च) थर्मल उत्पादन केन्द्रों की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (AUX_{en}) के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग के संनियम:

तकनीक का नाम	AUX_{en} (सकल उत्पादन के % के रूप में)
--------------	--

(1) सल्फर डायोक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए:

क. वैट चूना पत्थर आधारित एफजीडी प्रणाली (गैस टू गैस हीटर के बिना)	1.0%
ख. लाइम स्प्रे ड्रायर या सेमी ड्राई एफजीडी प्रणाली	1.0%
ग. ड्राई सोरबेन्ट अंतःक्षेपण प्रणाली (सोडियम बाइ कार्बोनेट का प्रयोग करते हुए)	शून्य

घ. सीएफबीसी विद्युत संयंत्र के लिए (फरनेस अंतःक्षेपण)	शून्य
ङ. सी वाटर आधारित एफजीडी प्रणाली (गैस टू गैस हीटर के बिना)	0.7%

(2) नाइट्रोजन के ऑक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए:

क. चयनात्मक गैर-कैटलिटिक कमी प्रणाली	शून्य
ख. चयनात्मक कैटलिटिक कमी प्रणाली	0.2%

परन्तु यह कि जहां तकनीक "गैस टू गैस", हीटर के साथ स्थापित की जाती है वहां उक्त विनिर्दिष्ट एयूएक्स में सकल उत्पादन के 0.3 प्रतिशत की वृद्धि की जाएगी।"

25.3 मूल विनियम के विनियम 49 के खण्ड(ङ) के बाद निम्नलिखित एक नया खण्ड, अर्थात् खण्ड (च) जोड़ा जाएगा।

”(च) अभिकर्मक के उपभोग के लिए संनियम: (1) सल्फरडाइऑक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए विभिन्न तकनीकों के लिए विनिर्दिष्ट अभिकर्मक का मानकीय उपभोग निम्नानुसार होगा:

(क) वैट चूना पत्थर आधारित फ्लू गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली के लिए: विनिर्दिष्ट चूना पत्थर उपभोग (ग्राम/किलोवाट घण्टा) निम्नलिखित फार्मूले से होगा:

$$[(\text{के } x \text{ एसएचआर } x \text{ एस/सीवीपीएफ}) \times [85/\text{एलपी}]]$$

जहां,

एस = प्रतिशत में सल्फर सामग्री,

एलपी = प्रतिशत में चूनापत्थर की शुद्धता,

एचएचआर= केसीएएल प्रति किलोग्राम में सकल उत्पादन हीट दर;

सीवीपीएफ = (क) उत्पादन केन्द्र में स्टोरेज के दौरान भिन्नता के कारण 85 केसीएएल/किलोग्राम कम करके कोयला आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए केसीएएल प्रति किलोग्राम में प्राप्त कोयले के भारित औसत सकल केलोरिफिक मूल्य;

(ख) लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए यथा लागू केसीएएल प्रति किलोग्राम प्रतिकिलोग्राम में प्राप्त लिग्नाइट के भारित औसत सकल केलोरिफिक मूल्य:

परन्तु कि 600 mg/Nm^3 के SO_2 उत्सर्जन मानदण्ड सहित अनुपालन के लिए यूनिटों के लिए या ($26.8 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/73\%$) या $100/200 \text{ mg/Nm}^3$ के SO_2 उत्सर्जन मानदण्ड सहित अनुपालन के लिए यूनिटों के लिए ($35.2 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/96\%$) के समतुल्य होगा:

परन्तु यह कि चूना पत्थर शुद्धता 85% से कम नहीं होगी।

(ख) लाइम स्प्रे झायर या सेमी-झाई फ्लू गैस डि-सल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली के लिए: विनिर्दिष्ट लाइम उपभोग 90% या उससे अधिक फार्मूले को लागू करते हुए $[6 \times 90/\text{एलपी}] \text{ जी/किलोवाट घण्टा}$ लाइम की न्यूनतम शुद्धता के आधार पर निकाला जाएगा।

(ग) झाई सोर्बेंट अंतःक्षेपण प्रणाली (सोडियम बाइकरबोनेट का प्रयोग करते हुए) के लिए: सोडियम बाइकार्बोनेट का विनिर्दिष्ट उपभोग 100% शुद्धता पर 12 ग्राम/प्रतिकिलोवाट घण्टा होगा।

(घ) सीएफबीसी तकनीकी (फरनेस अंतःक्षेपण): आधारित उत्पादन केन्द्र के लिए: सीएफबीसी आधारित उत्पादन केन्द्र (फरनेस अंतःक्षेपण) के लिए विनिर्दिष्ट चूना पत्थर उपभोग निम्नलिखित सूत्र के साथ संगणित किया जाएगा:

$$[(62.9 \times \text{एस} \times \text{एसएचआर} / \text{सीवीपीएफ}) \times [85/\text{एलपी}]]$$

जहां;

एस = प्रतिशत में सल्फर सामग्री,

एलपी = प्रतिशत में चूनापत्थर की शुद्धता,

एचएचआर= केसीएएल प्रति किलोवाट घण्टा में सकल उत्पादन हीट दर;

सीवीपीएफ = (क) उत्पादन केन्द्र में स्टोरेज के दौरान भिन्नता के कारण 85 केसीएएल/किलोग्राम कम करके कोयला आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए केसीएएल प्रति किलोग्राम में प्राप्त कोयले के भारित औसत सकल केलोरिफिक मूल्य;

(ख) लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन केन्द्रों के लिए लागू केसीएएल प्रति किलोग्राम में प्राप्त लिग्नाइट के भारित औसत सकल केलोरिफिक मूल्य;

(च) सी वाटर आधारित फ्लू गैस डी-सल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली के लिए: सी वाटर आधारित फ्लू गैस डी-सल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली में प्रयुक्त अभिकर्मक शून्य होंगे।

(2) नाइट्रोजन के ऑक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए विभिन्न तकनीकियों के लिए विनिर्दिष्ट अभिकर्मक का मानकीय उपभोग निम्नानुसार होगा:

(क) चयनात्मक गैर-अभिप्रेरक कमी (एसएनसीआर) प्रणाली के लिए: एसएनसीआर प्रणाली की विनिर्दिष्ट यूरिया खपत यूरिया की 100% शुद्धता पर 1.2 ग्राम प्रति किलोग्राम घण्टा होगी:

(ख) चयनात्मक अभिप्रेरक प्रणाली (एससीआर) प्रणाली के लिए: एससीआर प्रणाली की विनिर्दिष्ट अमोनिया खपत अमोनिया की 100% की शुद्धता पर 0.6 ग्राम प्रति किलोग्राम घण्टा होगी:

26. मूल विनियम के परिशिष्ट 1 के भाग I का संशोधन।

26.1 मूल विनियम के परिशिष्ट 1 के भाग I के प्रारूप 15 की पंक्ति 16 में, "कुल परिवहन प्रभार" शब्दों के बाद विनिर्दिष्ट फार्मूला "(12+13+14+15)" के स्थान पर "(12+13-14+15)" फार्मूला रखा जाएगा।

26.2 मूल विनियम के परिशिष्ट-1 के भाग 1 फार्म 15 में स्तंभ संख्या (5) को हटा दिया जाएगा और स्तंभ संख्या (4) के अधीन "घरेलू स्रोत(1)" शीर्ष के स्थान पर "घरेलू स्रोत" शब्द रखे जाएंगे। फार्म 15 के अधीन टिप्पण 3 के स्थान पर "3 शब्द रखे जाएंगे। प्रत्येक प्रकार के कोयले के लिए, अर्थात्, देशी कोयला, आयायित कोयला और ई-बोली कोयले के ब्योरे पृथक रूप से दिए जाएंगे।"

26.3 मूल विनियम के भाग 1 के परिशिष्ट 1 के प्रारूप 16 के बाद एक नया फार्म, अर्थात्, 16क अंतःस्थापित किया जाएगा।

सनोज कुमार झा, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./487/2020-21]

टिप्पण : केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ की निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2019 भारत के राजपत्र (असाधारण) भाग 3, खण्ड 4, संख्या 144 द्वारा तारीख मई 3, 2019 को प्रकाशित किए गए।

अनुबंध-I

भाग 1

फार्म - 16क

अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर की संगणना के लिए अभिकर्मक का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

क्र. सं.	माह	यूनिट	पूर्ववर्ती के लिए	पूर्ववर्ती के लिए	पूर्ववर्ती के लिए
			3 rd माह (ODe से)	2 nd माह (ODe से)	1 st माह (ODe से)
1	चूना पत्थर आपूर्ति कंपनी द्वारा आपूर्ति की गई अभिकर्मक की मात्रा				
2	चूना पत्थर या अभिकर्मक आपूर्ति कंपनी द्वारा की गई आपूर्ति मात्रा का समायोजन (+/-)				
3	प्राप्त अभिकर्मक निवल मात्रा (1±2)				
4	अभिकर्मक आपूर्ति कंपनी के लिए प्रभारित राशि	(रु.)			
5	कंपनी द्वारा अभिकर्मक आपूर्ति के लिए की गई प्रभारित राशि में समायोजन (+/-)	(रु.)			
6	कुल प्रभारित राशि (4±5)	(रु.)			

7	रेल/जहाज/सड़क परिवहन द्वारा परिवहन प्रभार	(₹.)			
8	रेल/परिवहन कंपनी द्वारा की गई प्रभारित राशि में समायोजन (+/-)	(₹.)			
9	विलंब शुल्क, यदि कोई है।	(₹.)			
10	कुल परिवहन प्रभार (7±8-9)	(₹.)			
11	परिवहन सहित की गई आपूर्ति अभिकर्मक के लिए प्रभारित कुल राशि (6+10)	(₹.)			
12	माह के दौरान अभिकर्मक की भारित औसत लागत	(Rs/tonne)			
13	माह के दौरान प्राप्त की गई अभिकर्मक की शुद्धता	(%)			

(याचिकाकर्ता)

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
NOTIFICATION

New Delhi, 25th August, 2020

No. L-1/236/2018/CERC.—In exercise of powers conferred under Section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) read with Section 61 thereof and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, to amend the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2019 (hereinafter referred to as “the Principal Regulations”), namely:-

1. Short Title and Commencement.

1.1. These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) (First Amendment) Regulations, 2020.

1.2. These regulations shall come into force with effect from the date of publication in the official Gazette.

1.3. Clause (6) of Regulation 21 of the Principal Regulations shall be applicable with effect from 1st April, 2019.

2. Amendment to Regulation 3 of the Principal Regulations.

2.1. A new clause, namely, Clause (5a) shall be inserted after Clause (5) of Regulation 3 of the Principal Regulations as under:

“(5a) ‘Auxiliary energy consumption for emission control system’ or ‘AUX_e’ in relation to a period in case of coal or lignite based thermal generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the emission control system of the coal or lignite based thermal generating station in addition to the auxiliary energy consumption under clause (5) of this Regulation;”

2.2. A new clause, namely, Clause (15a) shall be inserted after Clause (15) of Regulation 3 of the Principal Regulations as under:

“(15a) ‘Date of Operation’ or ‘ODe’ in respect of an emission control system means the date of putting the emission control system into use after meeting all applicable technical and environmental standards, certified through the Management Certificate duly signed by an authorised person, not below the level of Director of the generating company;”

2.3 A new clause, namely, Clause (20a) shall be inserted after Clause (20) of Regulation 3 of the Principal Regulations as under:

“(20a) “**emission control system**” means a set of equipment or devices required to be installed in coal or lignite based thermal generating station or unit thereof to meet the revised emission standards;”

2.4 In Clause (47) of Regulation 3 of the Principal Regulations, the words “normative auxiliary energy consumption” occurring at the end shall be substituted by the words “auxiliary energy consumption and auxiliary energy consumption for emission control system as per these regulations”.

2.5 Clause (48) of Regulation 3 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“(48) ‘**Plant Load Factor**’ or ‘**(PLF)**’ in relation to a thermal generating station or unit thereof for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{SGi}{[N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SGi= Scheduled Generation in MW for the i^{th} time block of the period,

N = Number of time blocks during the period,

AUX_n= Normative auxiliary energy consumption as a percentage of gross energy generation; and

AUX_{en}= Normative auxiliary energy consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable.”

3. Amendment to Regulation 8 of the Principal Regulations.

3.1. In Clause (1) of Regulation 8 of the Principal Regulations, the words “and emission control system, wherever applicable,” shall be inserted in first line after the words “generating station” and before the words “may be”;

3.2. In Clause (4) of Regulation 8 of the Principal Regulations, the words “on submission of the completion certificate by the Board of the generating company” shall be substituted by the words “in accordance with the application filed under 4th proviso to clause (1) of Regulation 9 of these regulations.”

4. Amendment to Regulation 9 of the Principal Regulations.

4.1. A new proviso, namely, fourth proviso shall be added under Clause (1) of Regulation 9 of the Principal Regulations as under:

“Provided also that the generating company shall file an application for determination of supplementary tariff for the emission control system installed in coal or lignite based thermal generating station in accordance with these regulations not later than 60 days from the date of operation of such emission control system.”

5. Amendment to Regulation 14 of the Principal Regulations.

5.1. In Clause (2) of Regulation 14 of the Principal Regulations, the words “Supplementary capacity charges for additional capitalisation” shall be substituted with the words “Supplementary tariff consisting of supplementary capacity charges”.

6. Amendment to Regulation 15 of the Principal Regulations.

6.1. Existing clause of Regulation 15 of the Principal Regulations shall be re-numbered as Clause (1).

6.2. A new Clause, namely Clause (2) shall be added after the re-numbered Clause (1) of Regulation 15 of the Principal Regulations as under:

“(2) Supplementary Capacity Charges: Supplementary capacity charges shall be derived on the basis of the Annual Fixed Cost for emission control system (AFCe). The Annual Fixed Cost for the emission control system shall consist of the components as listed at Sub-clauses (a) to (e) of Clause (1) of this Regulation.”

7. Amendment to Regulation 16 of the Principal Regulations.

7.1. The words “as per Regulation 43 of these regulations” shall be inserted at the end of the second proviso to Regulation 16 of the Principal Regulations.

8. Amendment to Regulation 18 of the Principal Regulations.

8.1. A new clause, namely Clause (6) shall be added after Clause (5) of Regulation 18 of the Principal Regulations as under:

“(6) Any expenditure incurred for the emission control system during the tariff period as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of supplementary tariff, shall be serviced in the manner specified in clause (1) of this Regulation.”

9. Amendment to Regulation 21 of the Principal Regulations.

9.1. In Clause (5) of Regulation 21 of the Principal Regulations, the words “either in entirety or in part” shall be substituted with the words “either in entirety or in part”.

9.2. A new clause, namely, Clause (6) shall be added after Clause (5) of Regulation 21 of the Principal Regulations as under:

“(6) For the purpose of Clauses (4) and (5) of this Regulation, IDC on actual loan and normative loan shall be considered in accordance with sub-clause (b) of clause (2) of Regulation 19 of these regulations.”

10. Amendment to Regulation 23 of the Principal Regulations.

10.1. A new proviso, namely, proviso (iii) shall be added after proviso (ii) to Regulation 23 of the Principal Regulations as under :

“(iii) where the emission control system is installed, the norms of initial spares specified in this Regulation for coal or lignite based thermal generating station as the case may be, shall apply.”

11. Amendment to Regulation 29 of the Principal Regulations.

11.1. A new clause, namely, Clause (5) shall be added after Clause (4) of Regulation 29 of the Principal Regulations as under:

“(5) Un-discharged liability, if any, on account of emission control system shall be allowed as additional capital expenditure during the year it is discharged, subject to prudence check.”

12. Amendment to Regulation 30 of the Principal Regulations.

12.1. First proviso under Clause (2) of Regulation 30 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“Provided that return on equity in respect of additional capitalization after cut-off date beyond the original scope, excluding additional capitalization on account of emission control system, shall be computed at the weighted average rate of interest on actual loan portfolio of the generating station or the transmission system or in the absence of actual loan portfolio of the generating station or the transmission system, the weighted average rate of interest of the generating company or the transmission licensee, as the case may be, as a whole shall be considered, subject to ceiling of 14%”.

12.2. A new clause, namely, Clause (3) shall be added after Clause (2) of Regulation 30 of the Principal Regulations, as under:

“(3) The return on equity in respect of additional capitalization on account of emission control system shall be computed at the base rate of one year marginal cost of lending rate (MCLR) of the

State Bank of India as on 1st April of the year in which the date of operation (ODe) occurs plus 350 basis point, subject to ceiling of 14%.”

13. Amendment to Regulation 32 of the Principal Regulations.

13.1. A new clause, namely, Clause (5a) shall be inserted after Clause (5) of Regulation 32 of the Principal Regulations as under:

“(5a) The rate of interest on loan for installation of emission control system shall be the weighted average rate of interest of actual loan portfolio of the emission control system or in the absence of actual loan portfolio, the weighted average rate of interest of the generating company as a whole shall be considered.”

14. Amendment to Regulation 33 of the Principal Regulations.

14.1. Two new clauses namely, Clauses (9) and (10) shall be added after Clause (8) of Regulation 33 of the Principal Regulations as under:

“(9) Where the emission control system is implemented within the original scope of the generating station and the date of commercial operation of the generating station or unit thereof and the date of operation of the emission control system are the same, depreciation of the generating station or unit thereof including the emission control system shall be computed in accordance with Clauses (1) to (8) of this Regulation.

(10) Depreciation of the emission control system of an existing or a new generating station or unit thereof where the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of commercial operation of the generating station or unit thereof, shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on straight line method, with salvage value of 10%, over a period of—

- a) twenty five years, in case the generating station or unit thereof is in operation for fifteen years or less as on the date of operation of the emission control system; or
- b) balance useful life of the generating station or unit thereof plus fifteen years, in case the generating station or unit thereof is in operation for more than fifteen years as on the date of operation of the emission control system; or
- c) ten years or a period mutually agreed by the generating company and the beneficiaries, whichever is higher, in case the generating station or unit thereof has completed its useful life.”

15. Amendment to Regulation 34 of the Principal Regulations.

15.1. A new clause, namely, Clause (aa) shall be inserted after Clause (a) of Regulation 34 of the Principal Regulations as under:

“(aa) For emission control system of coal or lignite based thermal generating stations:

- (i) Cost of limestone or reagent towards stock for 20 days corresponding to the normative annual plant availability factor;
- (ii) Advance payment for 30 days towards cost of reagent for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;
- (iii) Receivables equivalent to 45 days of supplementary capacity charge and supplementary energy charge for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor;
- (iv) Operation and maintenance expenses in respect of emission control system for one month;
- (v) Maintenance spares @20% of operation and maintenance expenses in respect of emission control system.”

16. Amendment to Regulation 35 of the Principal Regulations.

16.1. At the end of the first sentence of first proviso under Sub-clause (6) of Clause (1) of Regulation 35 of the Principal Regulations, the words “and considering the norms of specific water consumption notified by the Ministry of Environment, Forest and Climate Change” shall be added.

16.2. Sub-clause (7) of Clause (1) of Regulation 35 of the Principal Regulations along with its proviso shall be substituted as under:

“(7) The operation and maintenance expenses on account of emission control system in coal or lignite based thermal generating station shall be 2% of the admitted capital expenditure (excluding IDC and IEDC) as on its date of operation, which shall be escalated annually @3.5% during the tariff period ending on 31st March 2024:

Provided that income generated from sale of gypsum or other by-products shall be reduced from the operation and maintenance expenses.”

17. Amendment to Title of Chapter 10 of the Principal Regulations.

17.1. The Title of Chapter-10 shall be substituted as “COMPONENTS OF ENERGY CHARGE AND SUPPLEMENTARY ENERGY CHARGE”.

18. Amendment to Regulation 37 of the Principal Regulations.

18.1. The heading of Regulation 37 of the Principal Regulations shall be substituted as “Energy Charges and Supplementary Energy Charges”.

18.2. The words “and Supplementary Energy Charges” shall be added after the words “Energy Charges” in Regulation 37 of the Principal Regulations.

19. Amendment to Regulation 41 of the Principal Regulations.

19.1. In Clause (2) of Regulation 41 of the Principal Regulations, the words “notified separately” shall be substituted by the words “as specified in Regulations 49 of these regulations”.

20. Amendment to the title of Chapter-11 of the Principal Regulations.

20.1. The title of Chapter-11 of the Principal Regulations shall be substituted as “COMPUTATION OF CAPACITY CHARGES, SUPPLEMENTARY CAPACITY CHARGES, ENERGY CHARGES AND SUPPLEMENTARY ENERGY CHARGES”.

21. Amendment to Regulation 42 of the Principal Regulations.

21.1. In the proviso under the formula under Clause (2) of Regulation 42 of the Principal Regulations, the words “or installation of emission control system, as the case may be” shall be inserted after the words “Renovation and Modernisation”.

21.2. Clause (5) of Regulation 42 of the Principal Regulations along with the proviso of the said clause shall be substituted as under:-

“(5) The Plant Availability Factor for a Month (‘PAFM’) shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM} = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DC_i}{[N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

Where,

AUX_n = Normative auxiliary energy consumption as a percentage of gross energy generation;

AUX_{en} = Normative auxiliary energy consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable;

DC_i = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the i^{th} day of the period i.e. the month or the year, as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over;

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station;

N = Number of days during the period;

Note: DCi and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.”

22. New Regulation 42A to be added in the Principal Regulations.

22.1. A new regulation, namely, Regulation 42A shall be added after Regulation 42 of the Principal Regulations as under:

“42A. Computation and Payment of Supplementary Capacity Charge for Coal or Lignite based Thermal Generating Stations:

(1) The fixed cost of emission control system shall be computed on annual basis based on the norms specified under these regulations and recovered on monthly basis under supplementary capacity charge. The total supplementary capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share or allocation in the capacity of the generating station. The supplementary capacity charge shall be recovered under two segments of the year, i.e. High Demand Season (period of three months) and Low Demand Season (period of remaining nine months), and within each season in two parts viz., supplementary capacity charge for Peak Hours of the month and supplementary capacity charge for Off-Peak Hours of the month as follows:

Supplementary Capacity Charge for the Year (SCC_y) =

Sum of Supplementary Capacity Charge for three months of High Demand Season + Sum of Supplementary Capacity Charge for nine months of Low Demand Season.

(2) The Supplementary Capacity Charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

Supplementary Capacity Charge for the Month (SCC_m) =

Supplementary Capacity Charge for Peak Hours of the Month (SCC_p) +

Supplementary Capacity Charge for Off-Peak Hours of the Month (SCC_{op})

Where,

High Demand Season:

$$\text{SCC}_{p1} = (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMP1}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right)$$

$$\text{SCC}_{p2} = \{(0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMP2}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right)\} - \text{SCCp1}$$

$$\text{SCC}_{p3} = \{(0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMP3}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right)\} - (\text{SCCp1} + \text{SCCp2})\}$$

$$\text{SCC}_{op1} = \{(0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMOp1}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right)\}$$

$$\text{SCC}_{op2} = \{(0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFMOp2}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of}$$

$$(0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \} - \text{SCCop1}$$

$$\text{SCC}_{\text{op3}} = \left\{ (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{op3}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \} - (\text{SCCop1} + \text{SCCop2}) \right\}$$

Low Demand Season:

$$\text{SCC}_{\text{pl}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{pl}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \} \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p2}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p2}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \} - \text{CCp1} \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p3}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p3}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \} - (\text{CCp1} + \text{CCp2}) \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p4}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p4}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{3}\right) \} - (\text{CCp1} + \text{CCp2} + \text{CCp3}) \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p5}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p5}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{5}{12}\right) \} - (\text{CCp1} + \text{CCp2} + \text{CCp3} + \text{CCp4}) \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p6}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p6}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{2}\right) \} - (\text{CCp1} + \text{CCp2} + \text{CCp3} + \text{CCp4} + \text{CCp5}) \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p7}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p7}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{7}{12}\right) \} - (\text{CCp1} + \text{CCp2} + \text{CCp3} + \text{CCp4} + \text{CCp5} + \text{CCp6}) \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p8}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p8}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{2}{3}\right) \} - (\text{CCp1} + \text{CCp2} + \text{CCp3} + \text{CCp4} + \text{CCp5} + \text{CCp6} + \text{CCp7}) \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{p9}} = \left\{ (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{p9}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.20 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{3}{4}\right) \} - (\text{CCp1} + \text{CCp2} + \text{CCp3} + \text{CCp4} + \text{CCp5} + \text{CCp6} + \text{CCp7} + \text{CCp8}) \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{op1}} = \left\{ (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{op1}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{12}\right) \} \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{op2}} = \left\{ (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{op2}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{6}\right) \} - \text{SCCop1} \right\}$$

$$\text{SCC}_{\text{op3}} = \left\{ (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \times \left(\frac{\text{PAFM}_{\text{op3}}}{\text{NAPAF}}\right) \text{ subject to ceiling of} \right. \\ \left. (0.80 \times \text{AFCe}) \times \left(\frac{1}{4}\right) \} - (\text{SCCop1} + \text{SCCop2}) \right\}$$

$$SCC_{op4} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{3}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op4}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{3}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3)$$

$$SCC_{op5} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{5}{12}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op5}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{5}{12}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4)$$

$$SCC_{op6} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{2}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op6}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{1}{2}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + SCCop5)$$

$$SCC_{op7} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{7}{12}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op7}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{7}{12}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + SCCop5 + \\ SCCop6)$$

$$SCC_{op8} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{2}{3}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op8}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{2}{3}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + SCCop5 + \\ SCCop6 + SCCop7)$$

$$SCC_{op9} = \{(0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{3}{4}\right) \times \left(\frac{PAFM_{op9}}{NAPAF}\right) \text{ subject to ceiling of} \\ (0.80 \times AFCe) \times \left(\frac{3}{4}\right)\} - (SCCop1 + SCCop2 + SCCop3 + SCCop4 + SCCop5 + \\ SCCop6 + SCCop7 + SCCop8)$$

Provided that in case of generating station or unit thereof under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover O&M expenses and interest on loan in respect of emission control system only.

Where,

SCC_m = Supplementary Capacity Charge for the Month;

SCC_p = Supplementary Capacity Charge for the Peak Hours of the Month;

SCC_{op} = Supplementary Capacity Charge for the Off-Peak Hours of the Month;

SCC_{pn} = Supplementary Capacity Charge for the Peak Hours of n^{th} Month in a specific Season;

SCC_{opn} = Supplementary Capacity Charge for the Off-Peak Hours of n^{th} Month in a specific Season;

$AFCe$ = Annual Fixed Cost of the emission control system;

$PAFM_{pn}$ = Plant Availability Factor achieved during Peak Hours upto the end of n^{th} Month in a Season;

$PAFM_{opn}$ = Plant Availability Factor achieved during Off-Peak Hours upto the end of n^{th} Month in a Season;

$NAPAF$ = Normative Annual Plant Availability Factor.

(3) Any under-recovery or over-recovery of Supplementary Capacity Charge as a result of under-achievement or over-achievement, vis-à-vis the NAPAF in Peak Hours and Off-Peak Hours of a Season (High Demand Season or Low Demand Season, as the case may be) shall not be adjusted

with under-achievement or over-achievement, vis-à-vis the NAPAF in Peak Hours and Off-Peak Hours of the other Season:

Provided that within a Season, the shortfall in recovery of Supplementary Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours derived based on NAPAF, shall be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Supplementary Capacity Charge for cumulative Peak Hours in that Season:

Provided further that within a Season, the shortfall in recovery of Supplementary Capacity Charge for cumulative Peak Hours derived based on NAPAF, shall not be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Supplementary Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours in that Season.

(4) Normative Plant Availability Factor for Peak Hours and Off-Peak Hours in a month for the purpose of Supplementary Capacity Charge and Peak Hours and Off-Peak Hours shall be considered in the manner specified in Clause (3) of Regulation 42 of these regulations. The PAFM shall be worked out in accordance with Clause (5) of the Regulation 42 of these regulations.”

23. Amendment to Regulation 43 of the Principal Regulations.

23.1. At the end of the heading of Regulation 43 of the Principal Regulations, the words “**and Supplementary Energy Charge for Coal or Lignite based Thermal Generating Stations:**” shall be added.

23.2. A new clause, namely, Clause (1a) shall be added after Clause (1) of Regulation 43 of the Principal Regulations as under:

“(1a) The supplementary energy charge on account of emission control system shall cover the differential energy charges due to auxiliary energy consumption and cost of reagent consumption, and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the supplementary energy charge rate of the month. Total supplementary energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$$\text{Supplementary Energy Charges} = (\text{Supplementary energy charge rate in Rs./kWh}) \\ \times \{ \text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} \}$$

23.3. In Clause (2) of Regulation 43 of the Principal Regulations, the words “and Supplementary Energy charge rate” shall be added after the words “Energy charge rate (ECR)”.

23.4. The word “**ECR**” shall be inserted at the beginning of the heading of Sub-clause (a) of Clause (2) of Regulation 43 of the Principal Regulations.

23.5. A new sub-clause, namely, Sub-clause (aa) shall be inserted after Sub-clause (a) of clause (2) of Regulation 43 of the Principal Regulations as under:

“(aa) Supplementary ECR for coal and lignite based thermal generating stations:

$$\text{Supplementary ECR} = (\Delta\text{ECR}) + [(\text{SRC} \times \text{LPR} / 10) / (100 - (\text{AUX}_n + \text{AUX}_{en}))]$$

Where,

(ΔECR) = Difference between ECR with revised auxiliary energy consumption with emission control system equivalent to $(\text{AUX}_n + \text{AUX}_{en})$ and ECR with normative auxiliary energy consumption as specified in these regulations and revised;

SRC = Specific reagent consumption on account of revised emission standards (in g/kWh);

LPR = Weighted average landed price of reagent for emission control system (in Rs./kg).

24. Amendment to the Regulation 48 of the Principal Regulations.

24.1. In Clause (1) of Regulation 48 of the Principal Regulations, the words “supplementary capacity charge, supplementary energy charge,” shall be inserted after the words “energy charge.”

25. Amendments to Regulation 49 of the Principal Regulations.

25.1. Sub-sub-clause (iv) of Sub-clause (d) of Clause (E) of Regulation 49 of the Principal Regulations shall be omitted.

25.2. A new sub-clause, namely, Sub-clause (f) shall be inserted after Sub-clause (e) of Clause (E) of Regulation 49 of the Principal Regulations as under:

“(f) Norms of Auxiliary energy consumption for emission control system (AUX_{en}) of thermal generating stations:

Name of Technology	AUX_{en} (as % of gross generation)
--------------------	---------------------------------------

(1) For reduction of emission of sulphur dioxide:

a) Wet Limestone based FGD system (without Gas to Gas heater)	1.0%
b) Lime Spray Dryer or Semi dry FGD System	1.0%
c) Dry Sorbent Injection System (using Sodium bicarbonate)	NIL

d) For CFBC Power plant (furnace injection)	NIL
e) Sea water based FGD system (without Gas to Gas heater)	0.7%

(2) For reduction of emission of oxide of nitrogen :

a) Selective Non-Catalytic Reduction system	NIL
b) Selective Catalytic Reduction system	0.2%

Provided that where the technology is installed with “Gas to Gas” heater, AUX_{en} specified above shall be increased by 0.3% of gross generation.”

25.3. A new clause, namely Clause (F) shall be added after Clause (E) of Regulation 49 of the Principal Regulations as under:

“(F) Norms for consumption of reagent: (1) The normative consumption of specific reagent for various technologies for reduction of emission of sulphur dioxide shall be as under:

(a) For Wet Limestone based Flue Gas De-sulphurisation (FGD) system: The specific limestone consumption (g/kWh) shall be worked out by following formula:

$$[K \times SHR \times S/CVPF] \times [85/ LP]$$

Where,

S = Sulphur content in percentage,

LP = Limestone Purity in percentage,

SHR= Gross station heat rate, in kCal per kWh;

CVPF = (a) Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg for coal based thermal generating stations less 85 kCal/kg on account of variation during storage at generating station;

(b) Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kCal per kg, as applicable for lignite based thermal generating stations:

Provided that value of K shall be equivalent to $(35.2 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/96\%)$ for units to comply with SO_2 emission norm of $100/200 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ or $(26.8 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/73\%)$ for units to comply with SO_2 emission norm of $600 \text{ mg}/\text{Nm}^3$;

Provided further that the limestone purity shall not be less than 85%.

(b) For Lime Spray Dryer or Semi-dry Flue Gas Desulphurisation (FGD) system: The specific lime consumption shall be worked out based on minimum purity of lime (LP) as at 90% or more by applying formula $[6 \times 90 / \text{LP}] \text{ g}/\text{kWh}$;

(c) For Dry Sorbent Injection System (using sodium bicarbonate): The specific consumption of sodium bicarbonate shall be 12 g per kWh at 100% purity.

(d) For CFBC Technology (furnace injection) based generating station: The specific limestone consumption for CFBC based generating station (furnace injection) shall be computed with the following formula:

$$[62.9 \times S \times \text{SHR} / \text{CVPF}] \times [85 / \text{LP}]$$

Where

S = Sulphur content in percentage,

LP = Limestone Purity in percentage,

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh,

CVPF = (a) Weighted Average Gross calorific value of coal as received, in kCal per kg for coal based thermal generating stations less 85 kCal/kg on account of variation during storage at generating station;

(b) Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kCal per kg as applicable for lignite based thermal generating stations;

(e) For Sea Water based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system: The reagent used in sea water based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system shall be NIL

(2) The normative consumption of specific reagent for various technologies for reduction of emission of oxide of nitrogen shall be as below:

(a) For Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) System: The specific urea consumption of SNCR system shall be 1.2 g per kWh at 100% purity of urea.

(b) For Selective Catalytic Reduction (SCR) System: The specific ammonia consumption of SCR system shall be 0.6 g per kWh at 100% purity of ammonia.”

26. Amendment to PART I of Annexure I of the Principal Regulations.

26.1. In Row 16 of FORM 15 of Part I of Annexure I of the Principal Regulations, the formula “ $(12+13+14+15)$ ” specified after the words “Total Transportation Charges” shall be substituted by the formula “ $(12+13-14+15)$ ”.

26.2. In FORM 15 of Part I of Annexure I of the Principal Regulations, Column no. (5) shall be deleted and the heading “Domestic Source (1)” under column no. (4) shall be substituted by the words “Domestic Source”. Note 3 under Form 15 shall be substituted by “3. Details to be provided for each type of coal i.e. domestic coal, imported coal and e-auction coal separately.”

26.3. A new form namely, FORM 16A shall be inserted after FORM 16 of Annexure-I of Part I of the Principal Regulations.

SANOJ KUMAR JHA, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./487/2020-21]

Note: The Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2019 were published in Part III- Section 4, No.144 of the Gazette of India (Extraordinary) dated May 5, 2019.

Annexure -I

PART 1

FORM- 16A

Details of Reagent for

Computation of Supplementary Energy Charge Rate

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Month	Unit	For preceding	For preceding	For preceding
			3 rd Month (from ODE)	2 nd Month (from ODE)	1 st Month (from ODE)
1	Quantity of Reagent supplied by Limestone supply Company				
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Limestone or Reagent supply Company				
3	Net quantity of Reagent Received (1±2)				
4	Amount charged for Reagent supply Company	(Rs.)			
5	Adjustment (+/-) in amount charged made for Reagent supply by the Company	(Rs.)			
6	Total amount Charged (4±5)	(Rs.)			
7	Transportation charges by rail/ship/road transport	(Rs.)			
8	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)			
9	Demurrage Charges, if any	(Rs.)			
10	Total Transportation Charges (7±8-9)	(Rs.)			
11	Total amount Charged for Reagent supplied including Transportation (6+10)	(Rs.)			
12	Weighted Average Cost of Reagent during the month	(Rs/tonne)			
13	Purity of Reagent received during the month	(%)			

(Petitioner)